

# 需要曲線および約定処理の方法について

平成30年4月12日

容量市場の在り方等に関する検討会事務局※

- 前回、需要曲線の設定についてご議論いただく中で、約定処理・市場分断方法も含めて整理が必要であるとの意見があった。
  - ① 容量市場での調達は、同等の供給信頼度なら調達コスト最小、供給信頼度に幅を持たせるなら総コスト（調達コスト+ 停電コスト）を最小にするように確保するべきではないか。
  - ② 需要曲線は、価格と量のボラティリティを踏まえて形状を検討するべきではないか。容量市場で総コスト最小の考え方で供給力を調達しても、実際の電源のコストは最小とはならない。
- また、①であれば需要曲線の設定は不要との意見、需要曲線の設定は必要であるとの意見、①の観点でも確認した方がよいが調達の考え方としては適当ではない等、様々な意見があった。
- 需要曲線は、全国市場として②の考え方をベースに設定することで検討を進めてきたところ。今回は、全国市場として需要曲線を設定した場合における、約定処理・市場分断方法について検討した。
- また、議論の前提となる、全国および各エリアの供給信頼度および必要供給力の算定方法について、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、調整力等委）の議論状況を紹介する。
- 最後に、諸外国の需要曲線や目標調達量の設定の考え方等について、紹介する。

- 調整力等委において、全国および各エリアの供給信頼度の基準や必要供給力は、平成30年度中の方針決定に向けて、検討しているところ。

### <供給信頼度の議論状況>

#### <偶発的需給変動対応 (現行の7%) 分> (2016年度の試算結果は次項参照)

- EUEの採用
- EUEにおける供給信頼度の基準 (kWh/年) の検討  
(LOLP (0.3日/月) やLOLE (1回/10年) に相当するEUEの基準)
- EUEの基準の適用対象 : 全国および各エリア

全国および各エリアの必要供給力の算定 : 連系効果を織り込んで算定

※各エリアの必要供給力は、現在も今後も連系効果を織り込んで算定する。

※各エリアの供給力は、エリアによる電源のkW価値に差異は設けない。(制度検討作業部会、本検討会においても、エリアによる調整係数は設定しない方向で検討)

#### <偶発的需給変動対応分以外>

- 持続的需要変動対応分 (現行の1~3%) の追加
- 電源の補修停止の影響を検討し、必要であれば追加
- 調整力必要量に関して議論し、必要であれば追加

# (参考) 調整力等委の議論状況 (全国および各エリアの供給信頼度等の算定)

[9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
目標値: EUE(百万kWh/年)	0.5	1.3	5.0	2.3	0.5	2.5	1.0	0.5	1.4	15
需要(万kW)	521	1,411	5,376	2,455	505	2,692	1,083	503	1,541	16,087
単独	623	1,571	5,971	2,791	604	2,977	1,248	635	1,753	18,172
必要予備率(%)	102	160	595	336	99	285	165	132	212	2,085
必要予備率(%)	19.5	11.3	11.1	13.7	19.6	10.6	15.2	26.2	13.8	13.0
連系	531	1,474	5,854	2,679	516	2,855	1,175	544	1,617	17,246
必要供給力(万kW)	10	63	478	224	11	163	92	41	76	1,159
必要予備力(万KW)	2.0	4.5	8.9	9.1	2.2	6.1	8.5	8.2	4.9	7.2
必要予備率(%)	2.9	2.7	4.2	2.9	2.4	3.0	2.5	2.0	2.4	—
LOLE(時間/年)	17.6	6.9	2.2	4.6	17.4	4.5	6.7	18.0	8.9	5.8
連系効果										

EUEにおける供給信頼度の基準 (kWh/年)

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

全国のEUE○百万kWh/年を、kW比率で、各エリアに配分し、各エリアの供給信頼度基準を決定

[9エリア計のEUE=5(百万kWh/年)]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
目標値: EUE(百万kWh/年)	0.2	0.4	1.7	0.8	0.2	0.8	0.3	0.2	0.5	5
需要(万kW)	521	1,411	5,376	2,455	505	2,692	1,083	503	1,541	16,087
単独	643	1,610	6,101	2,855	625	3,043	1,280	659	1,794	18,610
必要供給力(万kW)	122	199								253
必要予備力(万KW)	23.4	14.1								16.4
必要予備率(%)	545	1,500	5,972	2,727	530	2,908	1,197	554	1,640	17,573
連系	24	89	596	272	26	216	114	51	99	1,487
必要供給力(万kW)	4.7	6.3	11.1	11.1	5.1	8.0	10.5	10.2	6.4	9.2
必要予備率(%)	1.0	1.0	1.5	1.0	0.9	1.1	0.9	0.7	0.9	—
LOLE(時間/年)	18.8	7.8	2.4	5.2	18.8	5.0	7.6	20.9	10.0	6.4
連系効果										

連系効果を見込んで、全国および各エリアの必要予備率を算定

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

## 2. 約定処理・市場分断方法の案

- 現行、エリアで供給信頼度（黄）を確保できなかった場合、広域機関による電源入札等の手続きが開始する。なお、エリアの供給信頼度は、必要供給力（青）だけでなく、他のエリアの供給力の連系線を通じた活用を含めて評価を行っている。
- 容量市場において、現行の考え方を前提とすれば、全国市場として、事前に需要曲線を設定して供給力を調達する場合においても、各エリアの供給信頼度（黄）を確保することが必要である。

※現行の考え方を前提とするかは調整力等委で方針を検討する。

### 各エリアで確保する供給信頼度

[9エリア計のEUE=5(百万kWh/年)]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
目標値: EUE(百万kWh/年)	0.2	0.4	1.7	0.8	0.2	0.8	0.3	0.2	0.5	5
需要(万kW)	521	1,411	5,376	2,455	505	2,692	1,083	503	1,541	16,087
単独	必要供給力(万kW)	643	1,610	6,101	2,855	625	3,043	1,280	659	18,610
	必要予備力(万kW)	122	199	725	400	120	351	197	156	2,523
	必要予備率(%)	23.4	14.1	13.5	16.3	23.8	13.0	18.2	31.1	15.7
連系	必要供給力(万kW)	545	1,500	5,972	2,727	530	2,908	1,197	554	17,573
	必要予備力(万kW)	24	89	596	272	26	216	114	51	1,487
	必要予備率(%)	4.7	6.3	11.1	11.1	5.1	8.0	10.5	10.2	9.2
LOLE(時間/年)	1.0	1.0	1.5	1.0	0.9	1.1	0.9	0.7	0.9	—
連系効果	18.8	7.8	2.4	5.2	18.8	5.0	7.6	20.9	10.0	6.4

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある

**(例) 東京の11.1%は、他エリアに記載以上の供給力があり、連系線が活用できれば、削減することが可能。(供給信頼度(1.7)を確保できる)**

### ■ JEPXにおける市場分断処理とは、

- 全国市場での約定処理を行う。ただし、系統の制約により、必要な調達ができていない
- そのため、系統の制約を踏まえた、市場を分断した追加約定等、約定処理を補正する
- 補正した約定処理を踏まえて、エリアプライスが決まる

とすると、具体的には、下記の整理となる。

- 全国での買入札と売入札の約定結果、連系線潮流が空容量を超過するかが市場分断の条件
- 連系線潮流が空容量以内となるように、市場を分断して、各々のエリアで約定処理を実施
- 各々のエリアでの約定結果でエリアプライスを決定

### ■ 一方、容量市場においては、前項の前提にたてば、市場分断は、各エリアの供給信頼度が確保できたかどうか、に着目して判断することが考えられるのではないか。具体的には、

- 全国での需要曲線と供給曲線の約定結果、各エリアの供給信頼度が確保できているかが市場分断の条件
- エリアの供給信頼度を確保するように、市場を分断して、各々のエリアで約定処理を実施
- 各々のエリアでの約定結果でエリアプライスを決定

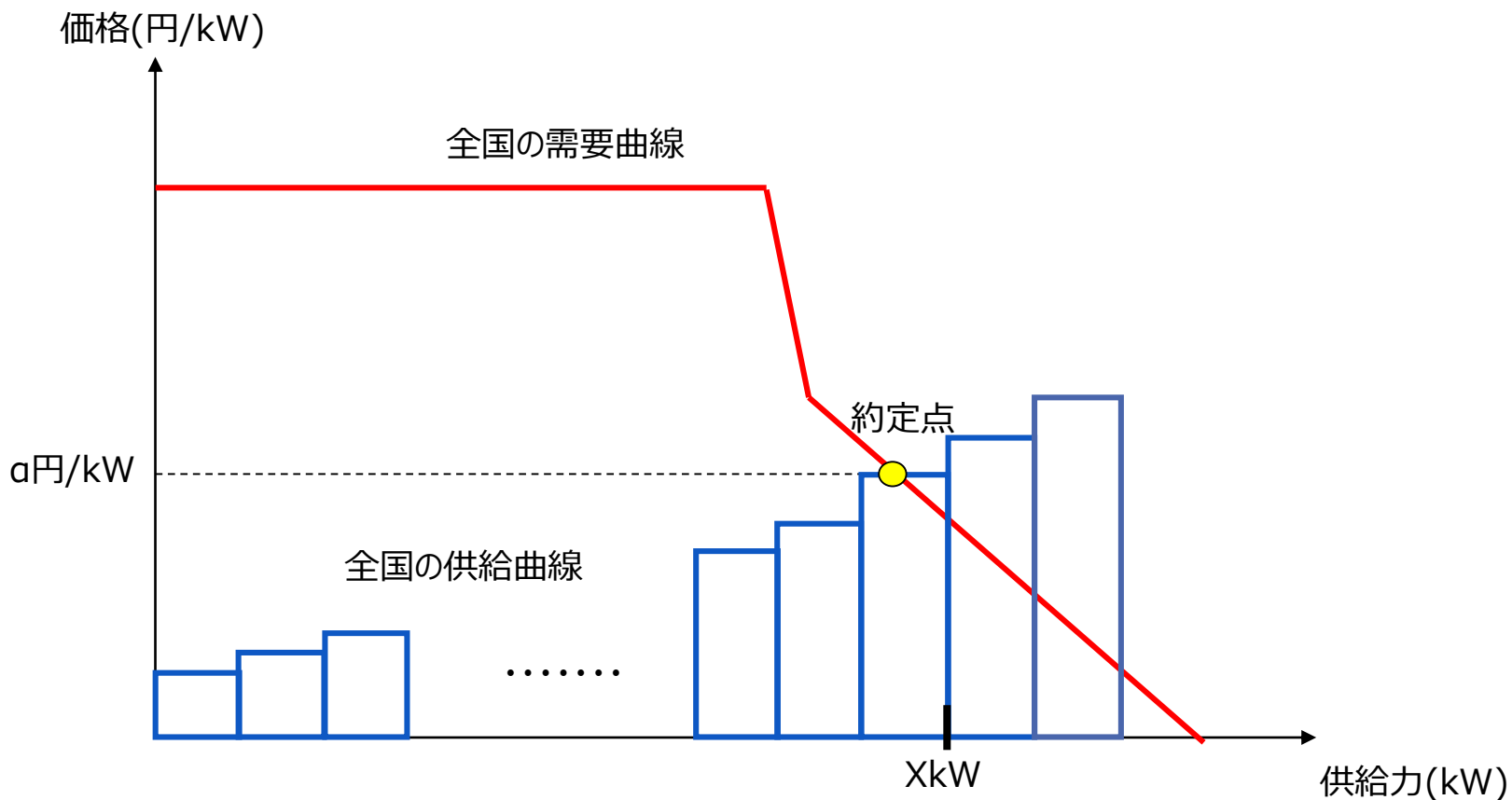
### ■ 本日は、市場分断方法の可否を検討するにあたり、上記の案について、一例として整理する。

※以降、容量市場の市場分断は、補正処理と表現する。（JEPXの市場分断と混乱しないため）

- 約定処理の方法は、下記のプロセスで行うことが合理的と考えられるのではないか。
  - 全国市場で約定処理を実施
  - 各エリアの落札量を確認
  - 供給信頼度を確保できていないエリアがあった場合、補正処理を行う
  - 補正処理は、供給信頼度を確保できていないエリアは、供給信頼度を確保するまで、そのエリアの落札しなかった電源の安い順から落札電源を追加する等、約定結果を補正する
  - 同時に、追加した量と同等の電源を、それ以外のエリアの落札した電源の高い順から減ずる  
(減少処理を行った場合においても、各エリアで供給信頼度を確保していることが前提)

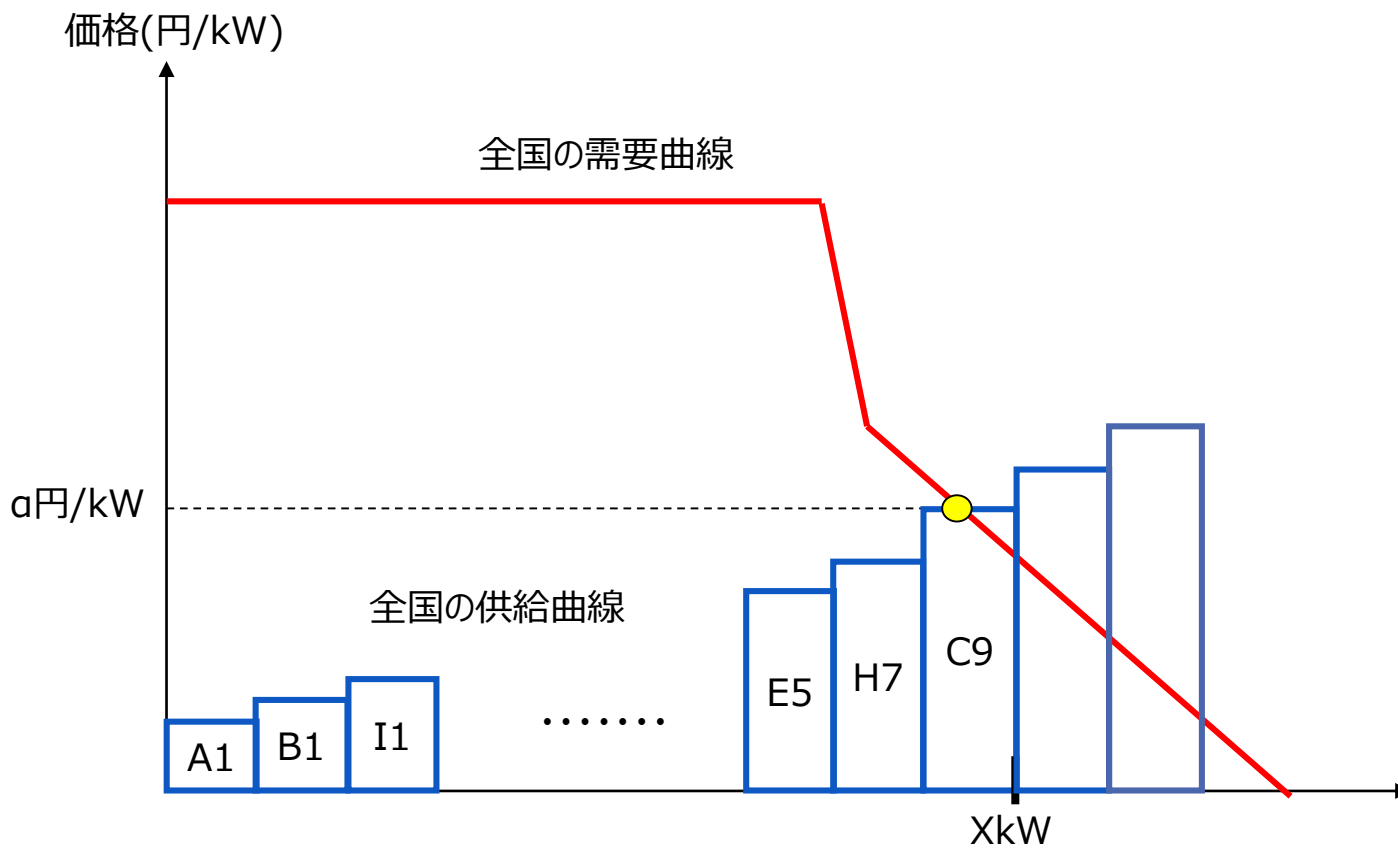
### 3. 約定処理のプロセス (STEP1:全国市場で約定処理)

- 全国の需要曲線を作成する。
- 全国の供給曲線は、入札情報をもとに入札価格の安い順に並び替えて作成する。
- 全国の需要曲線と全国の供給曲線の交点で約定処理を行う。
  - 約定量は  $X$  kW、約定価格は  $a$  円/kW





- 約定電源のエリア情報 (A~Iエリア) をもとに、各エリアの落札量を集計する。
  - 全国の約定量(X) = 各エリアの約定量合計( $\sum A_n + \sum B_n + \dots + \sum I_n$ )



エリア	落札量(kW)
A	$\sum A_n$
B	$\sum B_n$
C	$\sum C_n$
D	$\sum D_n$
E	$\sum E_n$
F	$\sum F_n$
G	$\sum G_n$
H	$\sum H_n$
I	$\sum I_n$
全国	X

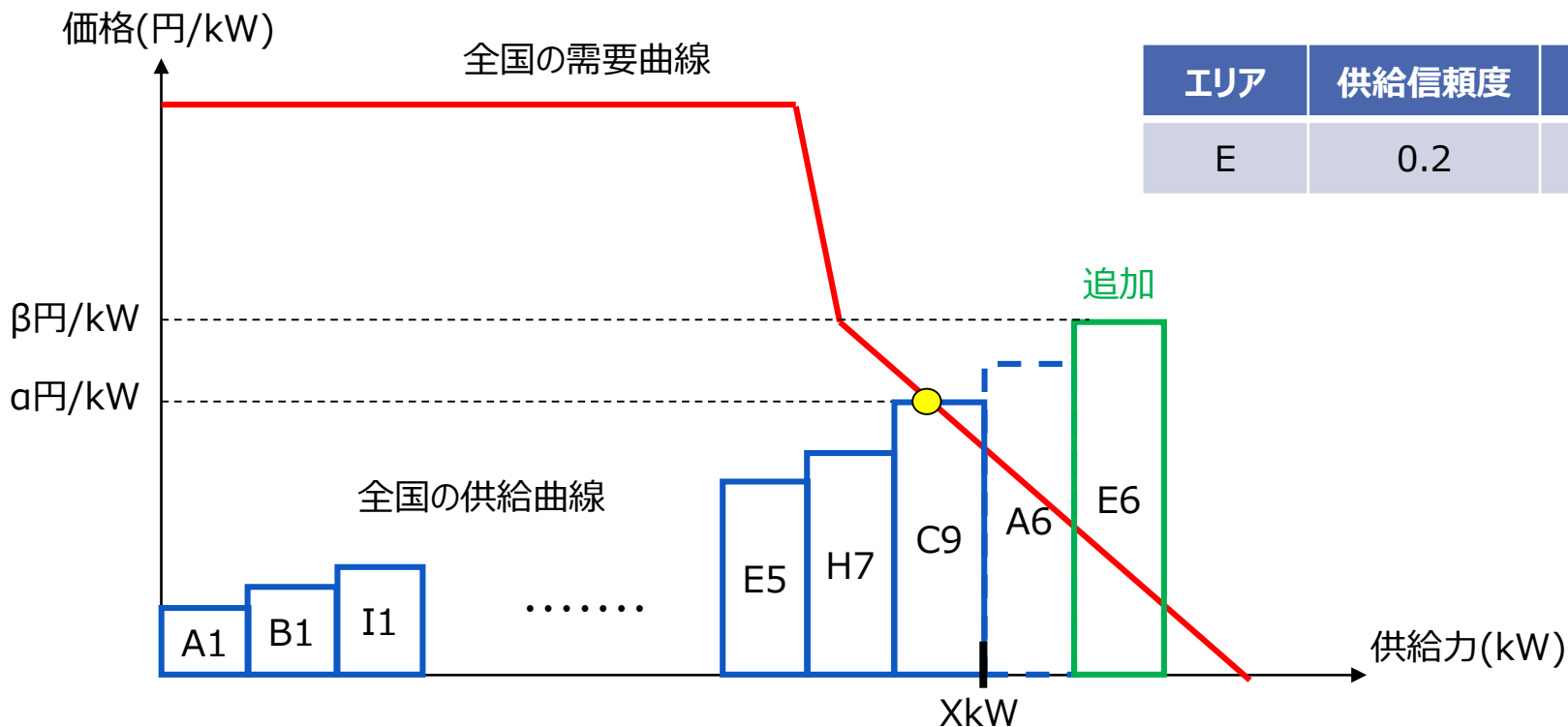
nはそのエリアで約定した電源数

- 各エリアの落札量から、各エリアの供給信頼度を確認し、供給信頼度が確保できていないエリアがある場合、補正処理を行う。
- 供給信頼度が確保できていないエリアは、必要な追加確保量を確認する。
  - 確保できていないエリアはEエリア、必要な追加確保量200MW

エリア	供給信頼度 (EUE)	落札結果による供給信頼度 (EUE)	供給信頼度の確認 (補正の必要性)	追加確保量
A	0.2	0.2	確保	—
B	0.4	0.4	確保	—
C	1.6	1.4	確保	—
D	0.8	0.4	確保	—
E	0.2	0.5	<b>補正必要</b>	<b>200MW</b>
F	0.8	0.4	確保	—
G	0.3	0.3	確保	—
H	0.2	0.2	確保	—
I	0.5	0.5	確保	—
全国	5.0	4.3	確保	—

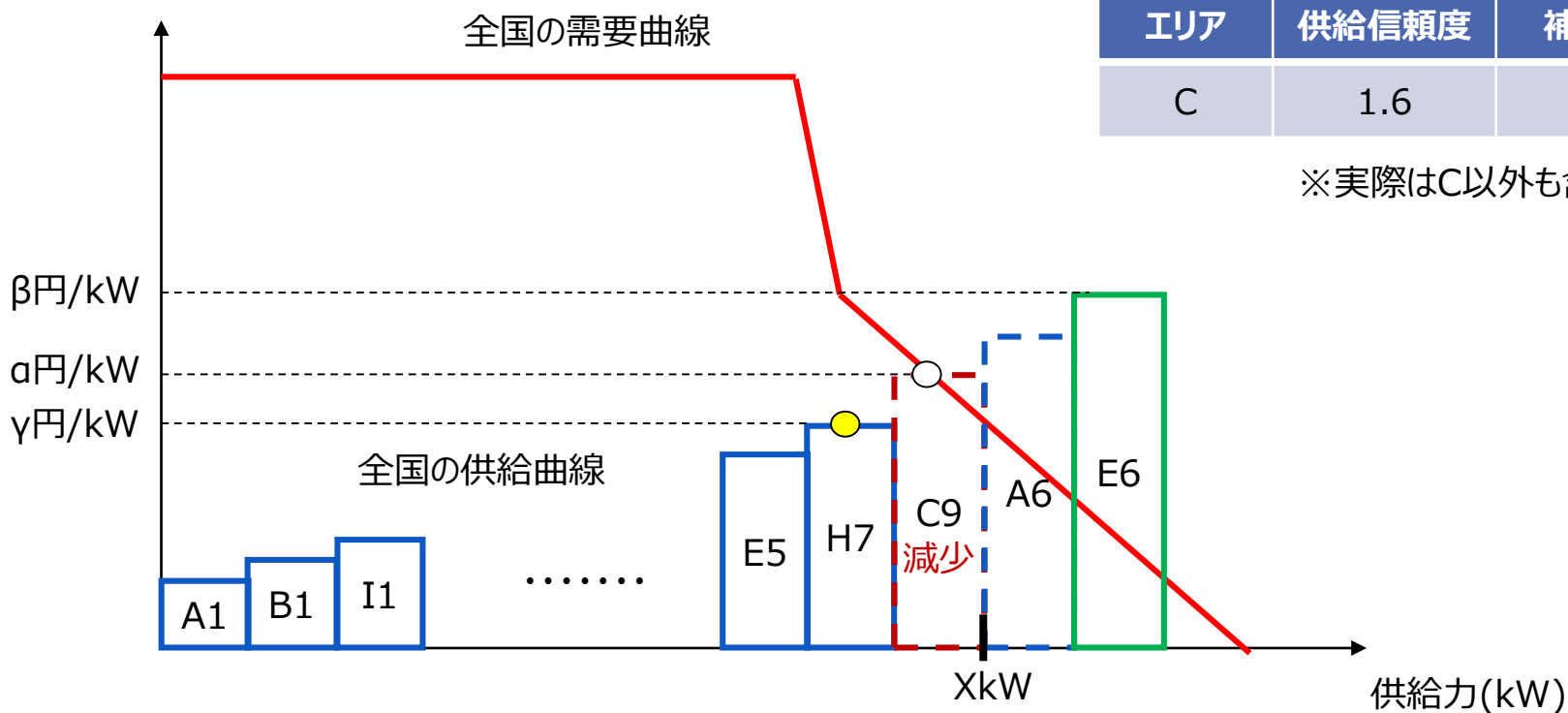
### 3. 約定処理のプロセス (STEP4:落札量追加)

- 供給信頼度が確保できなかったエリアは、そのエリアの落札できなかった電源の安い順から落札量を追加する。
  - このケースでの追加電源は、E6電源：入札量300MW、入札価格 $\beta$ 円/kW
    - ※電源単位で約定するため、「不足量 $\leq$ 電源追加量」となる。
    - ※原則として、同エリアから電源を追加することとしている。詳細は検討が必要。
- Eエリアのエリアプライスを算定する。
  - Eエリアのエリアプライスは $\beta$ 円/kWとなる



- 追加した落札量と同等の量を、それ以外のエリアの落札電源の高い順に減少する。
    - このケースでの減少電源はC9電源：入札量300MW、入札価格a円/kW
    - 減少処理を行っても、各エリアの供給信頼度が確保できていることを確認する
  - Eエリア以外のエリアプライスを算定する。
    - Eエリア以外のエリアプライスは $\gamma$ 円/kWとなる
- ※減少処理を行う落札電源の決定方法等、詳細は引き続き検討する。

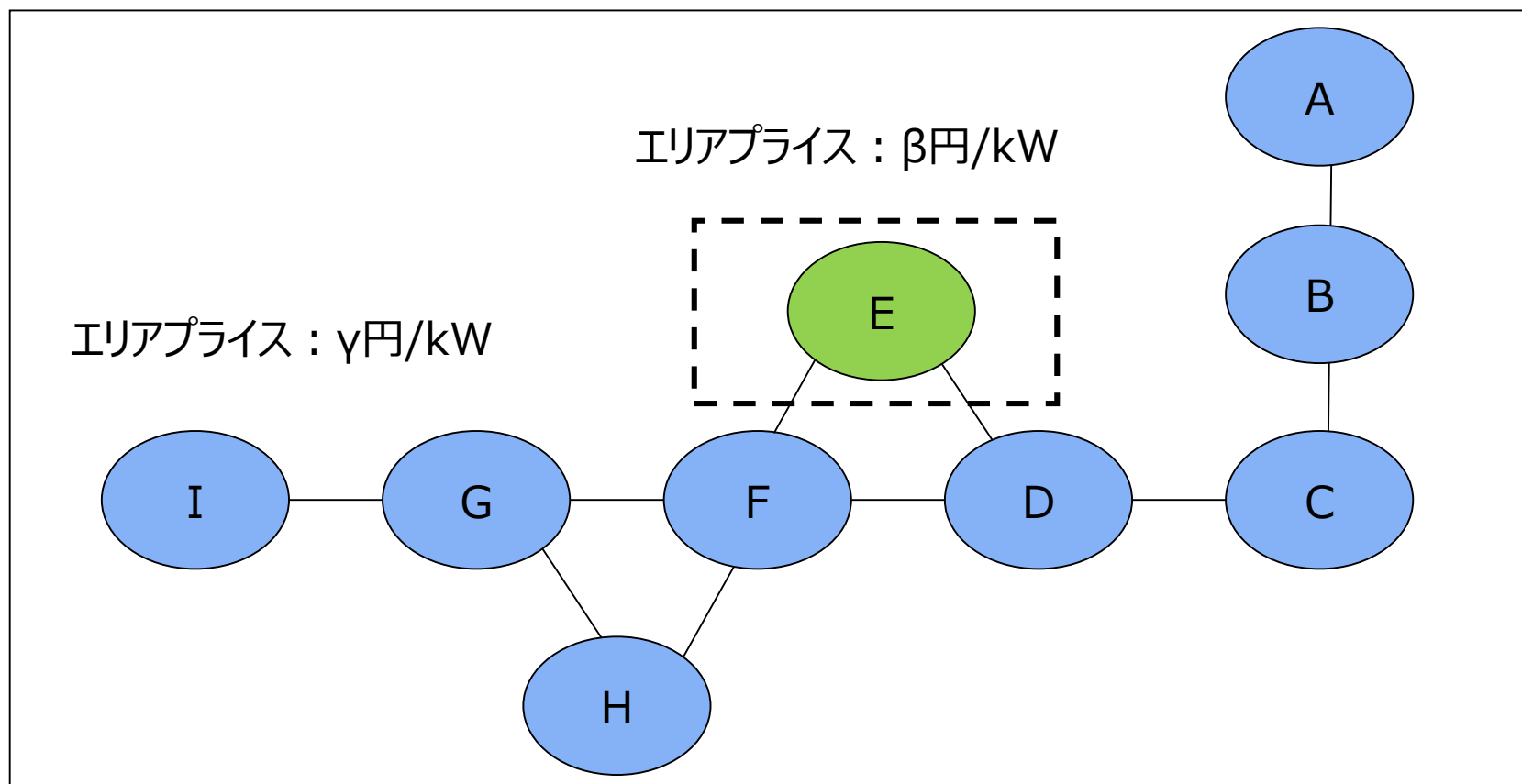
価格(円/kW)



エリア	供給信頼度	補正後	価格
C	1.6	1.5	$\gamma$

※実際はC以外も含めて確認する

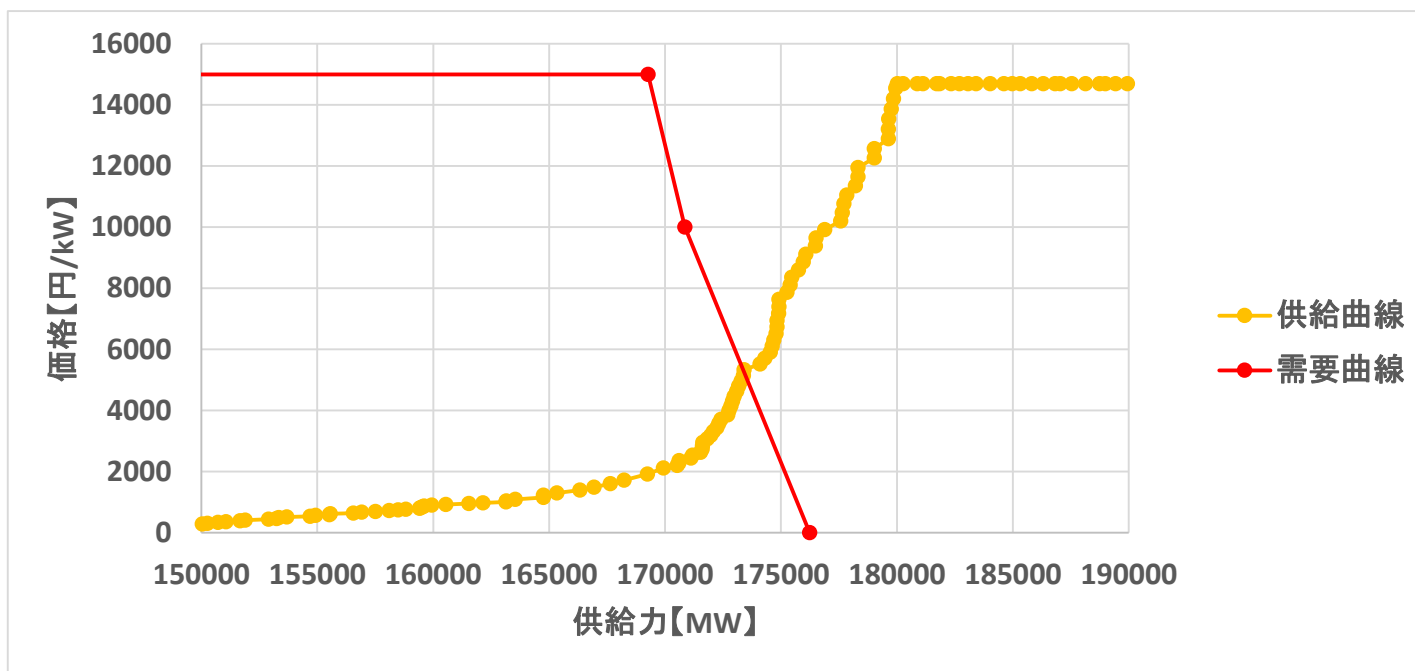
- Eエリア以外のエリアプライスは $\gamma$ 円/kW、Eエリアのエリアプライスは $\beta$ 円/kWとなる。  
※ただし、Dエリア、Fエリア等の供給力と連系線により、Eエリアの供給信頼度が確保できている場合、（必要供給力が確保できていなかったとしても）補正処理は行わず、全国のプライスは $a$ 円/kWとなると考えられる。
- 各エリアの供給信頼度の評価方法（調整力等委）や、精算方法の詳細は引き続き検討する。



■ 需要曲線および供給曲線を作成し、交点で約定する

※本試算は、補正処理方法が多くの電源・エリアである場合の実施可否の確認が目的である。

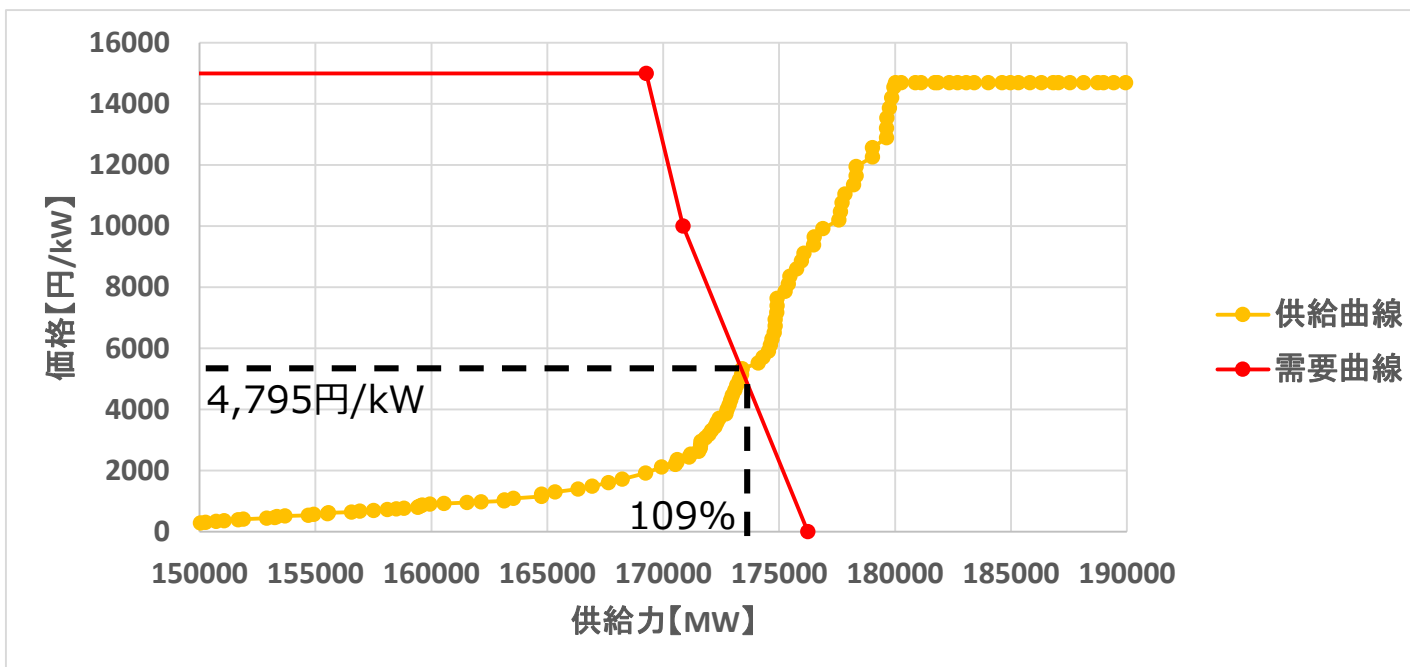
※容量市場の規模感や約定価格、補正処理箇所、需要曲線の形状等を示唆するものではない。



単位：MW

	AIリア	BIリア	CIリア	DIリア	Eリア	FIリア	GIリア	HIリア	IIリア	合計
想定電源量	7,990	20,986	72,504	32,927	6,472	37,373	15,141	7,900	21,238	222,531

■ 各エリアの落札量を集計する。



単位：%、円/kW

	Aエリア	Bエリア	Cエリア	Dエリア	Eエリア	Fエリア	Gエリア	Hエリア	Iエリア	合計
落札量	106	119	109	107	98	108	106	112	115	109
エリア内の落札電源の最高価格※	4,795	2,356	4,626	1,300	2,444	4,461	2,734	2,633	2,120	

※以下、エリア内最高価格、と記載

落札量は、各エリアの需要に対する比率で標記

- 各エリアの落札量が、供給信頼度を確保できていないエリアは補正処理を行う。
  - 確保できていないエリア：Eエリア、Hエリア、Iエリア
- 供給信頼度が確保できていないエリアの、必要な追加確保量を確認する。
  - 確保できていないエリアと必要な追加確保量：  
Eエリア（250MW）、Hエリア（300MW）、Iエリア（300MW）

単位：百万kWh/年、円/kWh

	Aエリア	Bエリア	Cエリア	Dエリア	Eエリア	Fエリア	Gエリア	Hエリア	Iエリア	合計
供給信頼度 (EUE)	0.2	0.4	1.6	0.8	0.2	0.8	0.3	0.2	0.5	5.0
落札結果による 供給信頼度 (EUE)	0.05	0.03	0.4	0.4	0.5	0.4	0.2	0.4	1.0	3.4
エリア内 最高価格	4,795	2,356	4,626	1,300	2,444	4,461	2,734	2,633	2,120	—
供給信頼度の 確認(補正の必 要性)	確保	確保	確保	確保	補正必 要	確保	確保	補正必 要	補正必 要	—
追加確保量	—	—	—	—	250MW	—	—	300MW	300MW	—





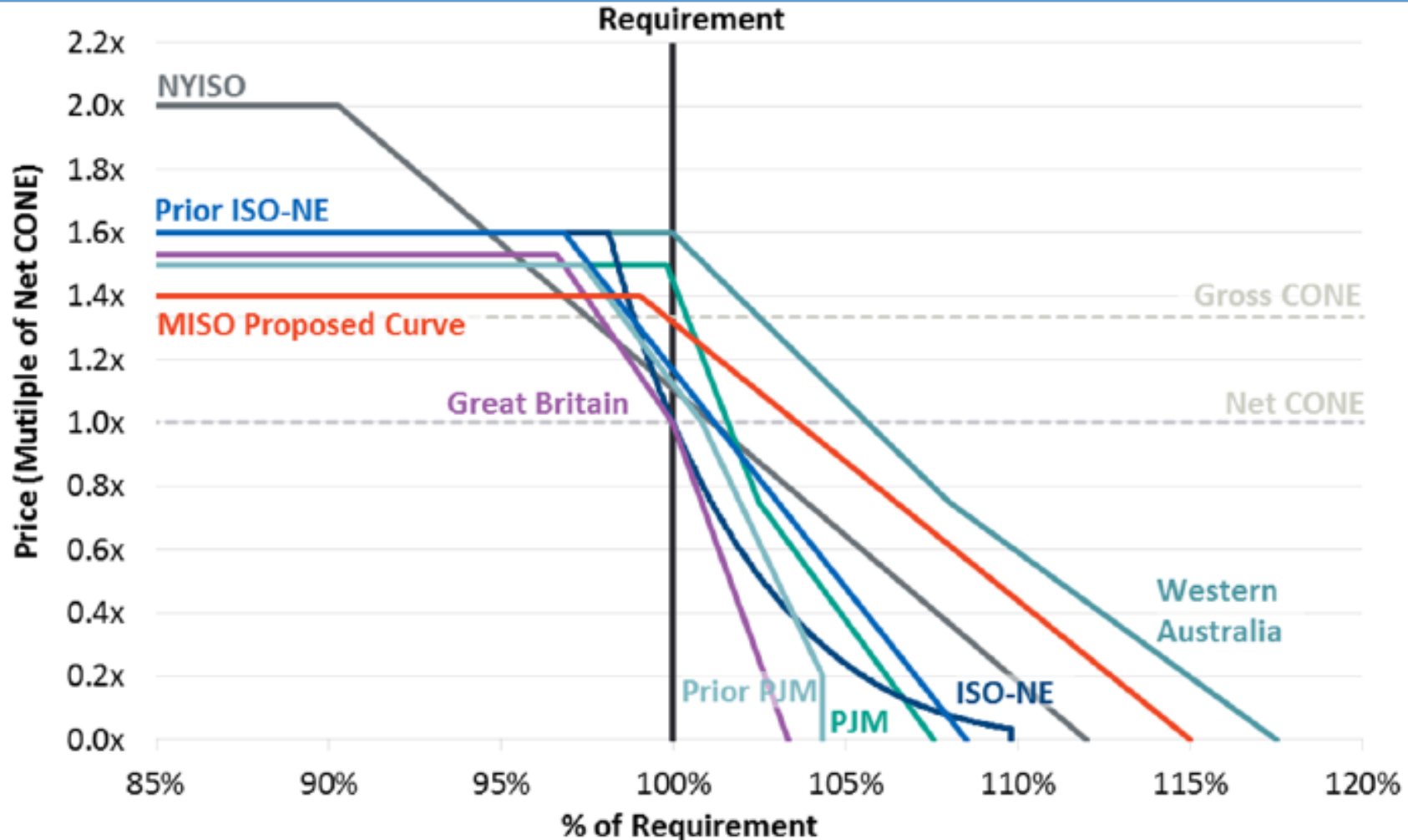


## 4. 約定処理の試算例（補正処理の結果）

- Aエリア、Bエリア、Cエリア、Dエリア、Fエリア、Gエリアのエリアプライスは3,065円/kW
- Eエリアのエリアプライスは14,000円/kW
- Hエリアのエリアプライスは14,700円/kW
- Iエリアのエリアプライスは12,890円/kW

	Aエリア	Bエリア	Cエリア	Dエリア	Eエリア	Fエリア	Gエリア	Hエリア	Iエリア	合計
供給信頼度	0.2	0.4	1.6	0.8	0.2	0.8	0.3	0.2	0.5	5.0
落札結果による供給信頼度	0.1	0.04	0.7	0.3	0.2	0.3	0.1	0.1	0.2	1.9
エリア内最高価格	871	2,356	3,065	1,300	14,000	2,951	2,734	14,700	12,890	—
エリアプライス	3,065	3,065	3,065	3,065	14,000	3,065	3,065	14,700	12,890	—

- 諸外国の需要曲線（下図は、目標調達量で正規化）は、各容量市場の考え方や状況等を踏まえたものであるが、価格（上限価格、Net CONE）、調達量（最低限確保する調達量、目標調達量、確保する上限の量）、曲線の傾き、変曲点の設定は多種多様である。

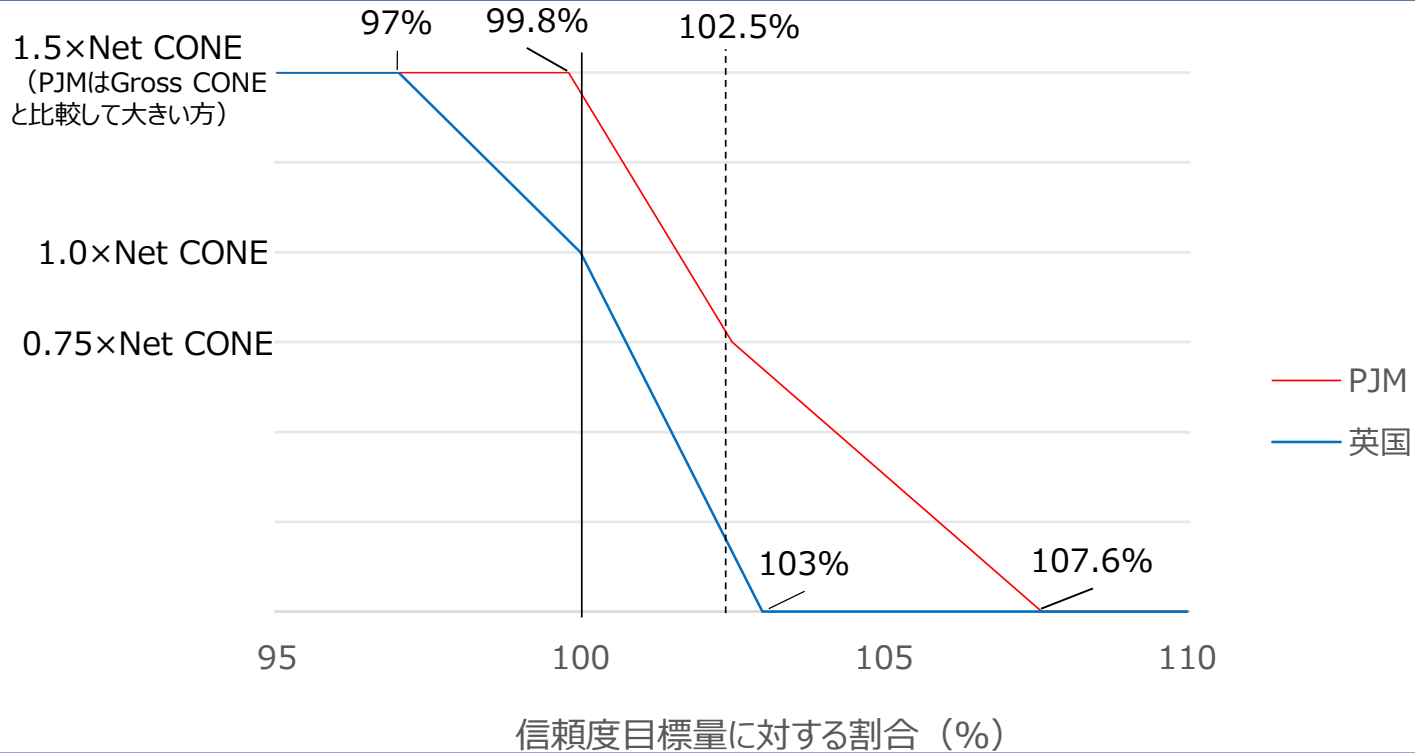


	<b>Price Cap</b>	<b>Quantity at Cap (% of Requirement)</b>	<b>Minimum Acceptable</b>	
MISO Proposed Curve	1.4× Net CONE	99% of Requirement	1-in-5 LOLE	
ISO New England	1.6× Net CONE	98% of Requirement	1-in-5 LOLE	
PJM Interconnection	Max(1.5× Net CONE, 1× Gross CONE)	99.8% of Requirement	99.1% of Requirement	
New York ISO	1.5× Gross CONE	62%-90% of Requirement	n/a	
Great Britain	1.5× Net CONE	97% of Requirement	n/a	
Western Australia	1.6× Net CONE	100% of Requirement	100% of Requirement	

	<b>Shape</b>	<b>Width (% of Requirement)</b>	<b>Width (MW)</b>	<b>Foot (% of Requirement)</b>
MISO Proposed Curve	Straight-line	16.0%	1,661	115%
ISO New England	Convex (下に凸)	11.7%	3,990	110%
PJM Interconnection	Convex (下に凸)	7.7%	236–13,213	108%
New York ISO	Straight-line	22%–56%	3,203–7,802	112%
Great Britain	Concave(下に凹)	6.7%	3,000	103%
Western Australia	Convex (下に凸)	15%–20%	680–910	118%

■ PJMは、価格キャップにおける量は、信頼度目標量に対して99.8%と設定している。変曲点は信頼度目標量の102.5%に対してNet CONEの75%で設定した下に凸型の曲線である。



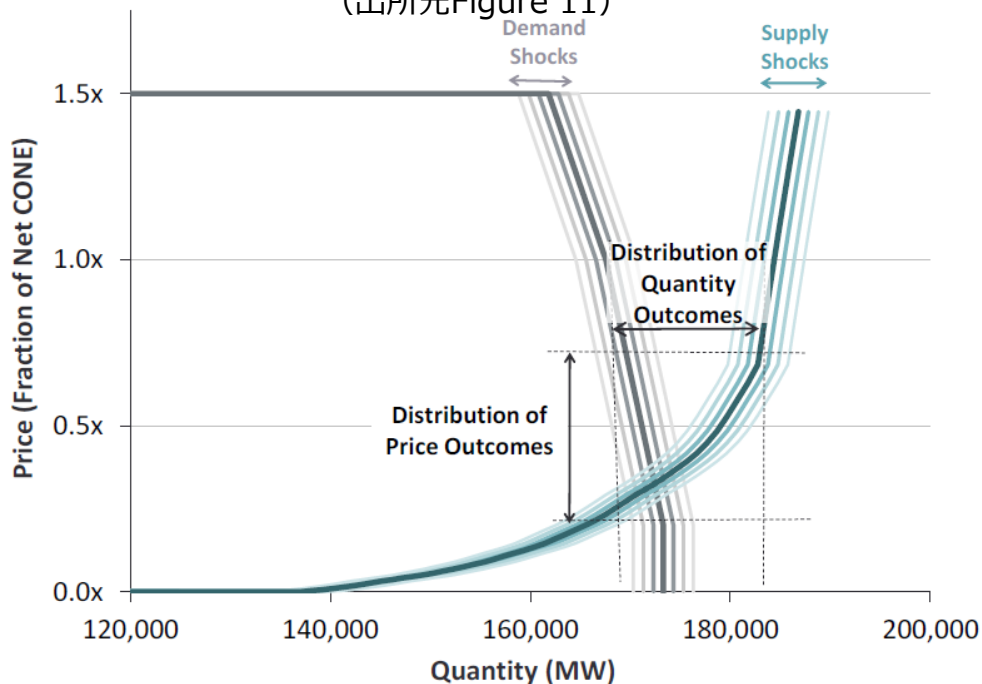
	価格キャップ	価格キャップにおける容量 (信頼度目標量に対する割合)	形状	容量の幅 (信頼度目標に対する割合)	価格0における容量 (信頼度目標に対する割合)
PJM	1.5×Net CONEと Gross CONEの大きい方	99.8%	下に凸 (Convex)	7.7%	108%
英国	1.5×Net CONE	97%	下に凹 (Concave)	6.7%	103%

- (調整力等委で整理・議論すべき事項であるが) 諸外国の信頼度目標量は、算定諸元等が異なるため、比較することはできない。
- 我が国における、必要供給力は、電源入札等を行う基準であるため、PJMの価格キャップにおける量(最低限確保量)に近いとも考えられる。
- 次項以降、PJMの需要曲線の評価方法、英国の信頼度目標量の算定方法を説明する。

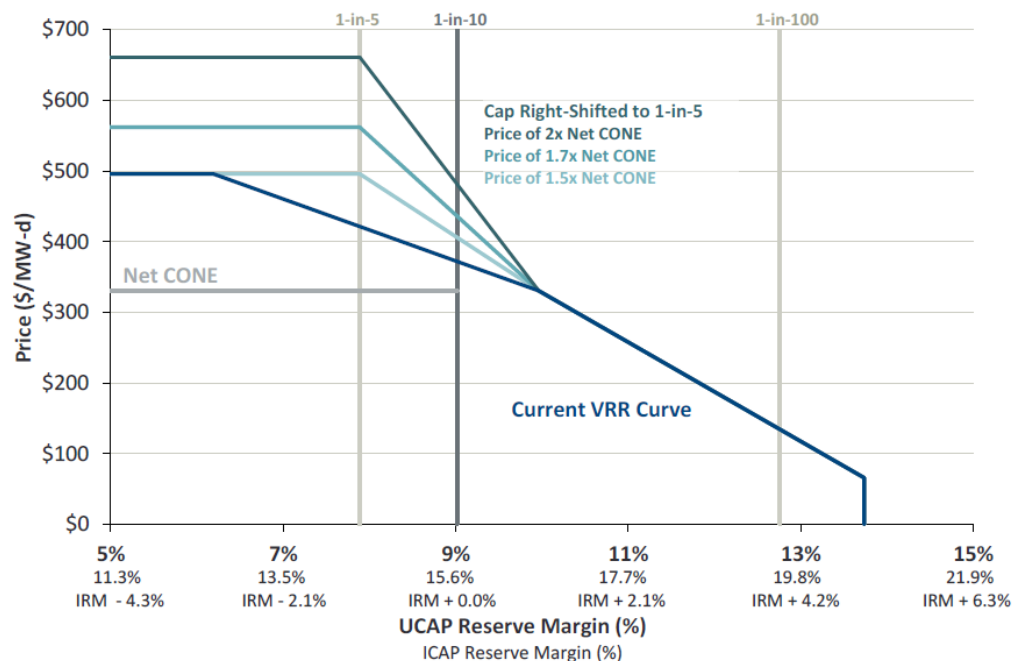
	信頼度目標量	容量の幅	形状	モデルプラント	策定体制
PJM	LOLEが10年に1度とするための予備力をIRMとして設定する。(16%程度)	価格キャップにおける容量は、LOLEが5年に1度(バックストップオークション:電源入札の基準)以上に悪化することが殆ど起こらないように設定。容量の上限は、価格のボラティリティや平均約定価格等の分析から算出。	信頼度を維持するために、容量が不足する場合に価格を高騰させるよう、下に凸型の曲線を採用。	CT	ブラトルグループが3年ごとにレビュー。その結果を受けてPJMが策定し、FERCが認可する。
英国	将来の需給シナリオを想定し、Regret Cost(最適経済値に対する追加コスト分)が最小となる容量を目標量として設定する。(Least Worst Regret: LWR法、後述)(計画外停止率等の調整後で8%程度)	市場支配力抑止の観点から、標準的なCCGT2機分に相当する1.5GWを過不足の幅に設定。		CCGT	将来エネルギーシナリオ(FES)を関係各所と協議の上決定する。そのシナリオを基にナショナルグリッドが目標量を算定し、専門家委員会(PTE)によって検証される。

- PJMは、ブラトルグループが複数シナリオのシミュレーションを行い、需要曲線を評価している。
  - ▶ モンテカルロシミュレーションにて、需要、供給、連系線利用に変動 (shock) を与えて計算する。変動は実績値を基に設定する(左図)
  - ▶ 需要曲線について、様々な形状を設定する (価格上限や、そのときの調達量の設定、凹凸など) (右図は一例)
  - ▶ 価格、調達量、信頼度の平均と分散等が結果として得られる (次項)

モンテカルロ分析における需要と供給の変動の模式図  
(出所元Figure 11)



現行需要曲線 (2014年当時) の右方シフトと価格上限上昇  
(出所元Figure 23)





## ■ ブラトルグループによる分析例

- ① 価格上限における調達量を右方シフトすることで、LOLEが5年に1度に悪化する可能性が、現行と比較して20%から12%に改善する。
- ② 平均的な調達量は現行と比べて0.4%多く、平均LOLEが0.121から0.096となり、信頼度が改善されている。
- ③ 右方シフトにより、予備力が少ない時に価格は上昇、調達量が増加し、信頼度の改善に寄与する。

需要曲線 右方シフトと価格上限上昇による結果 (出所元Table 12)

	Price ③			Reliability ②					Procurement Costs ①		
	Average (\$/MW-d)	Standard Deviation (\$/MW-d)	Freq. at Cap (%)	Average LOLE (Ev/Yr)	Average Excess (Deficit) (IRM + X%)	Reserve Margin St. Dev. (% ICAP)	Freq. Below Rel. Req. (%)	Freq. Below 1-in-5 (%)	Average (\$mil)	Average of Bottom 20% (\$mil)	Average of Top 20% (\$mil)
<b>Base Modeling Assumptions</b>											
Current Curve	\$331	\$95	6%	0.121	0.4%	2.0%	35%	20%	\$20,167	\$12,672	\$28,094
Cap at 1-in-5, 1.5x	\$331	\$107	12%	0.096	0.8%	1.9%	28%	12%	\$20,224	\$12,071	\$29,579
Cap at 1-in-5, 1.7x	\$331	\$124	9%	0.079	1.1%	1.7%	23%	9%	\$20,267	\$11,438	\$32,019
Cap at 1-in-5, 2x	\$331	\$145	7%	0.065	1.3%	1.6%	18%	7%	\$20,305	\$10,863	\$35,033
<b>20% Under-Estimated Net CONE</b>											
Current Curve	\$331	\$64	26%	0.370	-1.7%	2.5%	69%	50%	\$19,817	\$14,757	\$24,543
Cap at 1-in-5, 1.5x	\$331	\$73	38%	0.272	-1.0%	2.4%	57%	38%	\$19,928	\$13,784	\$25,250
Cap at 1-in-5, 1.7x	\$331	\$97	25%	0.166	-0.2%	2.0%	45%	25%	\$20,053	\$12,449	\$27,912
Cap at 1-in-5, 2x	\$331	\$124	14%	0.112	0.3%	1.8%	33%	14%	\$20,145	\$11,323	\$31,341

## ■ ブラトルグループによる分析結果を踏まえた評価例、内容

- 需要曲線の設定は、調達量と価格のボラティリティのトレードオフである。ブラトルとPJMは設定の基準として以下を定める（一部抜粋、詳細は次項）。（出所元 V.A.1）
  - 調達量
    - ✓ LOLEを0.1/yearとする。ただし、毎年必ず0.1とするのではない。平均して0.1となるようにする。
    - ✓ バックストップ（電源募集）の要件である「IRM-1%」の予備力不足の事態を可能な限り発生させない。
    - ✓ 将来の市場環境に対して頑強である。
  - 価格
    - ✓ 小規模な需給の変動に対して価格が大幅に上下しない。
    - ✓ 予備力不足のときにはシグナルとして価格が上昇する。
- 以上の基準に基づき、以下のとおり結論づける。（出所元 V.D）
  - 現行の需要曲線は信頼度基準を満たさない。平均LOLEが0.12/yearであり、LOLEが5年に1度まで悪化する可能性が20%存在する。
  - 改善案として、以下の2点を提案する。
    - ✓ 価格上限調達量を右方シフトし、「IRM-1%（LOLE5年に1度に相当）」の値とする。これはバックストップの発動要件とも整合する。
    - ✓ 曲線の形状を下に凸型にする。
  - この改善により、信頼度基準を満たし、LOLEが5年に1度まで悪化する可能性が13%まで減少する。

## ■ 資源アデカシー（調達量）

- ▶ LOLEの期待値を0.1（回／年）とする。これは毎年のLOLEを0.1に合致させるのではなく、平均としてLOLE0.1という目標を達成するよう期待するものである。
- ▶ オークションにおいて、予備力が大きく低下する結果の頻度は少なくしなければならない。例えば、「IRM-1%」という約定結果となる可能性は小さくしなければならない。これはPJMタリフで規定する、特定状況下におけるバックストップオークションの量である。（容量オークションにおいて3年連続でIRM-1%となったら、バックストップオークションが行われる。）
- ▶ 需要曲線はこれらの目的に合致するよう期待され、さらに将来の市場環境、規制パラメーター、規制における推定の誤差に対して、頑強さを保持しているべきである。ただし、主要な変化に対しては、将来の需要曲線やCONE算定において調整できるため、全ての考え得るシナリオに対して目的が達成できるように容量を過剰調達する必要はない。そうしなければ過剰なコストとなる。

## ■ 価格

- ▶ 需要曲線は可能な限り価格ボラティリティを低減しなければならない。これは、規制パラメーター、ルール変更、まとまった額の投資判断、需要予測の変動、連系パラメータといったものを含めて、需給の小規模な変動の影響を低減することを表している。
- ▶ 市場支配力を抑制するために、供給の小規模な変動が価格の大きな変動を引き起こさないようにすべきである。市場支配力の抑止と価格ボラティリティの低減は、どちらも曲線を平坦にすることで達成できる。関連して、売り惜しみによる市場支配力の抑止は、適切な価格キャップの設定によってもサポートされる。
- ▶ 一方で、価格ボラティリティは過剰に低減されてはいけない。価格は年ごとの市況の変化を反映して適切に変動すべきである。信頼度が大幅に低くなる結果を避けるために、予備力が低くなった時には価格が急峻に上がり、価格シグナルを与えることが望ましい。下に凸型の需要曲線は、信頼度の値に応じて適正な価格を作るので、アデカシーのための需要曲線としては望ましい。
- ▶ 上述のとおり、価格キャップが必要となる。しかし、価格が供給の原則から大きく逸脱することを防ぐためにも、価格キャップにかかる頻度は少ないことが重要である。

## ■ その他

- ▶ 需要曲線は数十億ドル規模の市場を形成しているが、規制された構造をもつ。長期的に、投資者や意思決定者が持続性を期待し、長期的に発展していくことをサポートするためにも、この規制構造は可能な限り合理的であり、安定的で、透明性がなければならない。
- ▶ 上記の設計目標を一貫して満たし、目的間のトレードオフについて十分に合理的かつバランスの取れた選択肢を提供できた場合において、曲線は「合理的」とみなすことができる。
- ▶ 市場変化に対応するために調整が必要な場合もあるかもしれないが、安定性を提供するためにも曲線（と容量市場全体）は安定した市場ルールおよび行政評価を有するべきである。
- ▶ 安定性と透明性の確保のために、需要曲線の定義や、パラメータの更新方法はシンプルであるべきである。これにより、利害関係者の争いや訴訟が回避され、投資家に対するリスクの増大が回避される。

- ブラトルが提案した需要曲線から、PJMは1%右方にシフトすることを提案した。
- ステークホルダーによる意見提出を経て、最終的にFERCはこれを承認した。

### <FERCオーダーにおける需要曲線決定の経緯>

#### PJMが需要曲線1%右方シフトを提案する理由

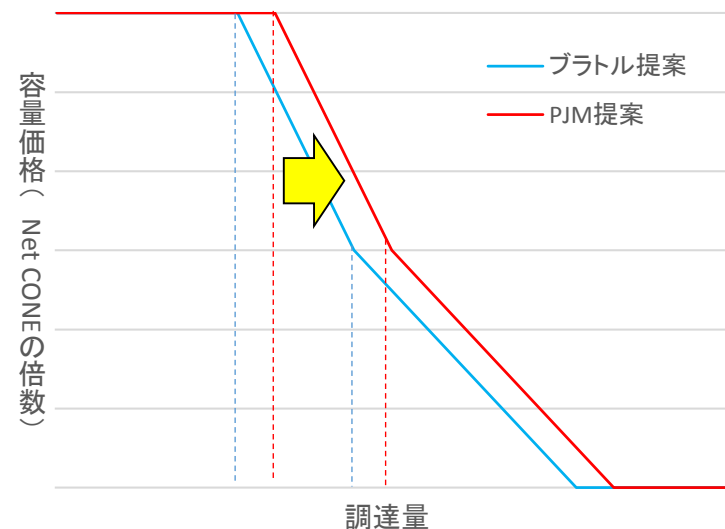
- ・ブラトルの需要曲線ではLOLEが5年に1度まで悪化する可能性が13%存在するが、1%右方シフトにより7%に減少する。
- ・供給の変動や、その他の変動事象に対しレジリエントとすることが賢明である。Sotkiewicz博士は「市場や政策、法的条件は急速に変化し、これらの不確実性の影響は実績データを使用しているブラトルの分析では反映できない」と指摘している。
- ・これにより調達コストは約1%上昇するが、資源基盤の変化やNet CONEの過小見積もりといったリスクに対して信頼度が向上し、合理的である。

#### ステークホルダーによる反対意見

- ・メリーランド委員会は、ブラトルの分析では過剰な需要予測やCONEの算定誤りといった変動要因を大きく見積もっており、また追加オークションによる追加調達を無視していると主張。
- ・PJMロードグループは、PJMの提案が消費者に対して相殺利益を提供することなく費用負担を増加させていると主張。
- ・NC共同組合は、需要曲線の変更は昨季の供給支障に対処するものではない、昨季の供給支障の原因はガスの調達やインフラ整備の問題であり、容量の確保とは関係ないと主張。

#### FERCの最終決定

- ・変化する市場環境に対して、許容可能な信頼度レベルを維持するために、今回のPJMの需要曲線変更は合理的である。
- ・信頼性の向上に鑑みれば、1%弱の調達コスト増加は長期的にみれば妥当でありバランスが取れている。
- ・（追加オークションによる調達を考慮していないという反対意見に対して）追加オークションは電源調達計画の本質ではなく、あくまで予期せぬ事象に対するものとして考えるべきである。



■ 英国は、目標調達量を、LWR法により想定シナリオの誤差に対する変動を抑えるように設定している。

**STEP1 : 各シナリオの最適調達量と、それぞれの調達量におけるコストを算出**

Scenario	BC_WARMの最適調達量	BCの最適調達量		
	51.0 GW	52.8 GW	53.8 GW	55.6 GW
BC_WARM	2,558	2,598	2,640	2,725
BC	2,734	2,651	2,664	2,730
BC_COLD	2,950	2,727	2,705	2,739
BC_NON_DEL_2800	3,863	3,050	2,871	2,788

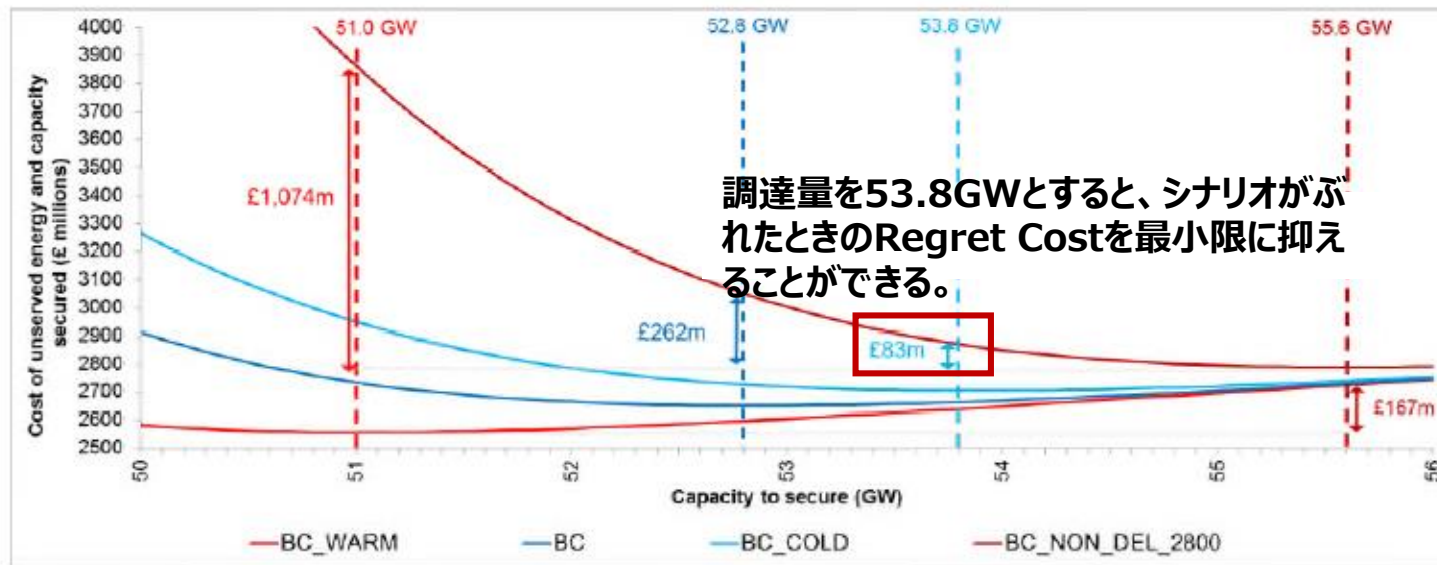
**STEP2 : 最適コストをベースとして、他のシナリオの調達量を選択した場合に発生するコストとの差 (Regret Cost) を算出。各調達量における最大のRegret Costが最も小さくなるよう調達量を選択。**

Table 36: Regret cost by capacity level (£m)

Scenario	Base Cost £m	51.0 GW	52.8 GW	53.8 GW	55.6 GW
BC_WARM	2,558	0	40	82	167
BC	2,651	83	0	13	78
BC_COLD	2,705	245	22	0	35
BC_NON_DEL_2800	2,788	1,074	262	83	0

各調達量における最大のRegret Cost	1,074	262	83	167
------------------------	-------	-----	----	-----

(参考) 各シナリオのコスト-調達量曲線を図示したもの



- 需要曲線については、PJM等諸外国同様、Net CONEと目標調達量を設定することとして、具体的な値や形状等は、入札曲線のシミュレーション等を行い、引き続き検討することとしてはどうか。
- 約定処理方法については、エリアにおける供給信頼度の確保を補正処理の基準とする案について説明した。約定処理方法は、引き続き、具体的な補正処理方法を含めて、検討・検証を行うこととしてはどうか。（各エリアにおける供給信頼度の確保のあり方は、調整力等委で決定）
- なお、全国市場で調達することにより、系統制約により実質的に活用できないが、安価な入札の電源が必要以上に落札すること等、過剰な調達で社会コスト増になることも考えられる。そのような観点を含めて適切な調達量のあり方等、調整力等委等とも連携して検討していく。